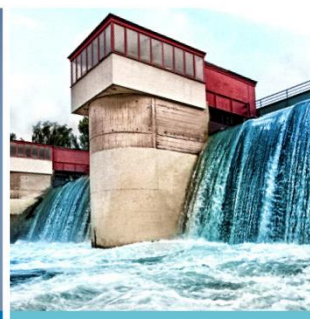
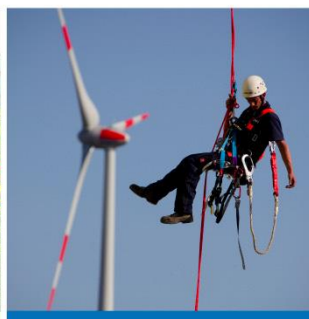


# **BEE-Positionspapier**

zu aktuellen und künftigen Auswirkungen des § 51 EEG  
auf die Energiewende

Berlin, November 2020



## Inhaltsverzeichnis

Wirkungsweise des § 51 EEG 2017 heute .....	3
Entwicklung negativer Strompreise und pönalisierter Mengen.....	3
Auswirkungen einer Verringerung des Bezugszeitraums im § 51 EEG 2021 .....	5
Die Rolle konventioneller Kraftwerke in § 51 Zeitfenstern.....	7
BEE Lösungsvorschläge .....	9
1)    Keine Anwendung des § 51, wenn konventionelle Kraftwerke für negative Strompreise verantwortlich sind .....	9
2)    Konventionelle, inflexible Einspeisung bei negativen Preisen pönalisieren .....	10
Flexibilitäten schaffen, um Marktwerte zu stabilisieren .....	13

## Wirkungsweise des § 51 EEG 2017 heute

Der bisherige § 51 EEG 2017 regelt, dass in ausgewählten Stunden an davon umfassten Anlagen keine Marktprämie ausgezahlt wird. Dieser Fall tritt immer dann ein, wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Für diese mindestens sechs Stunden langen Preisblöcke sinkt der anzulegende Wert auf Null, es wird somit keine Förderung gewährt.

Diese Regelung gilt für alle Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2016, es sei denn, es sind Pilotwindenergieanlagen oder sie haben eine installierte Leistung kleiner 3 MW bei Wind. Zudem können auch Anlagen mit einer kleineren installierten Leistung darunterfallen, sofern sie in direkter räumlicher Nähe zueinander und innerhalb von 12 aufeinanderfolgenden Monaten errichtet wurden (Verklammerung nach § 24 EEG 2017). Für andere EEG-Anlagen gilt eine Leistungsgrenze von > 500 kW für die Anwendung des § 51 EEG 2017.

Ziel der § 51-Regelung ist es, in Zeiten negativer Preise im Spotmarkt keine Förderung für EE-Stromerzeugung auszus zahlen. Dies ist eine Vorgabe der EU-Beihilfeleitlinie. Der § 51 EEG 2017 hat jedoch im Hinblick auf die kosteneffiziente Zielerreichung der übergeordneten EE-Ausbauziele aus Sicht des BEE problematische Rückwirkungen und eine fragliche energiewirtschaftliche Anreizwirkung.

Dass die Anreize des § 51 EEG 2017 bisher nicht zum gewünschten Effekt (Zeitfenster negativer Strompreise nehmen zu, siehe Abbildung 1) führen, liegt vor allem im daraus resultierenden strategischen Dilemma für die Direktvermarktung begründet. Die Anreize für den Direktvermarkter sind insofern nicht eindeutig, als dass eine am Vortag in Erwartung von § 51-Stunden geplante Abregelung von EE-Produktion das Auftreten dieser negativen Stunden im Spotmarkt dann tatsächlich vermeiden könnte. In diesem Fall wäre die vorgesehene Abregelung durch den Direktvermarkter trotzdem durchzuführen, sofern keine Vermarktung im Intradayhandel möglich ist. Dies würde zu einer vollen Entschädigung der EEG-Vergütung an den Anlagenbetreiber führen, was wiederum hohe betriebswirtschaftliche Kosten für den Direktvermarkter bedeutet. Aufgrund dieser gegenläufigen Anreize und Kostenrisiken wirkt § 51 EEG 2017 in der Umsetzung nicht wie regulatorisch gewünscht.

## Entwicklung negativer Strompreise und pönalisierter Mengen

Negative Strompreise entstehen wie auch in anderen Märkten dann, wenn das Angebot am Strommarkt größer als die Nachfrage ist. Aktuelle Erhebungen weisen darauf hin, dass es in Zukunft auf Grund des energiepolitisch gebotenen und gesellschaftlich gewünschten Ausbaupfad für Erneuerbare Energien zu immer höheren und längeren Einspeisungsspitzen aus Erneuerbaren Energien kommt und in der Folge zu einer massiven Erhöhung der Zeitfenster mit negativen Strompreisen. So überstieg die gesamte Anzahl negativer Spotpreisstunden bereits im Juli dieses Jahrs die Anzahl für das gesamte Jahr 2019, obwohl dieses bereits 25% mehr negative Strompreisstunden aufwies als das Vorjahr.

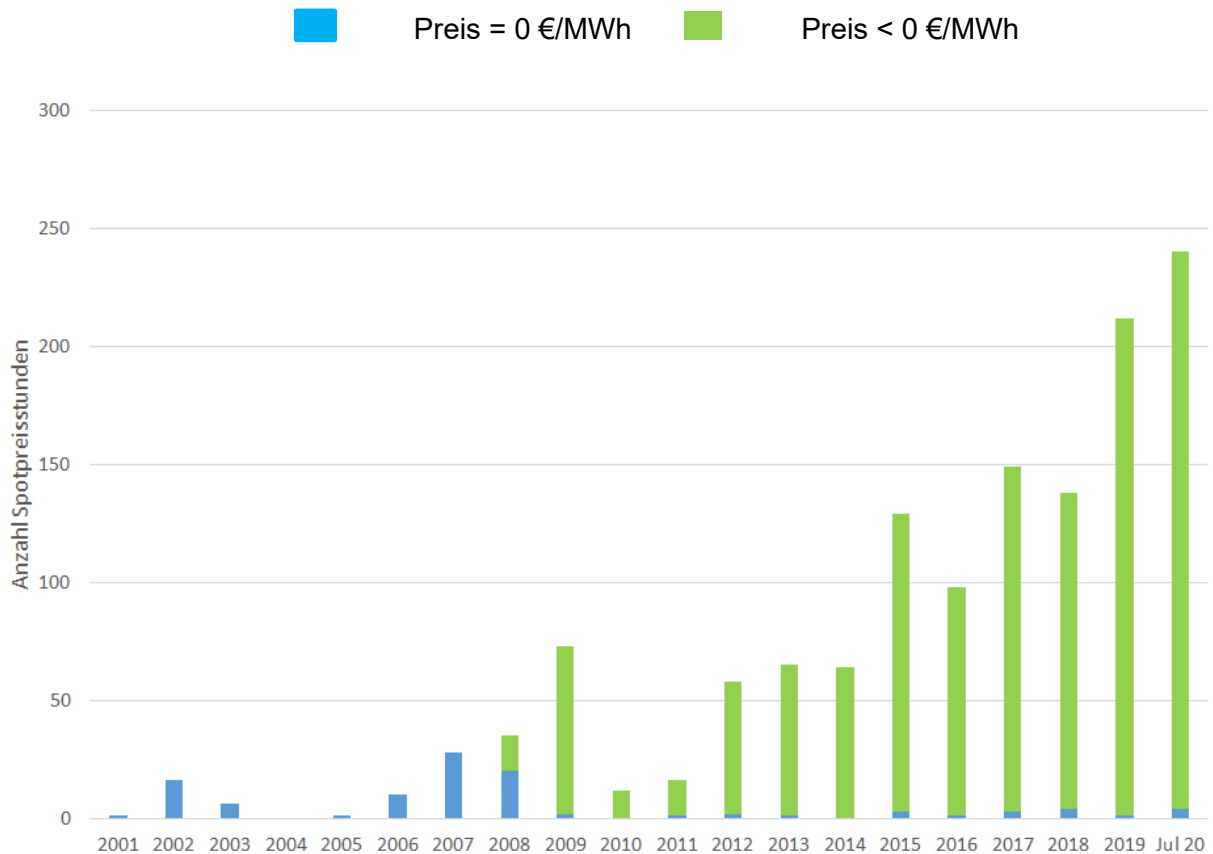


Abbildung 1: Übersicht negativer Strompreise in Deutschland seit 2001

In Konsequenz wächst auch der Anteil der im Rahmen der aktuellen 6-h-Regel pönalisierten Mengen an EE-Anlagen schon heute enorm. Die Häufigkeit negativer Spotpreisstunden zieht vor allem in den Mittagstunden, bedingt durch eine hohe PV-Einspeisung, stark an. Dies resultiert in einem starken Verfall der Marktwertniveaus insbesondere bei Wind und PV. So hatten beispielsweise im April 2020 bereits 40 negative Spotpreisstunden (ca. 5,5% der Zeit) einen Einfluss von mindestens 25% bezogen auf den Ausgangsreferenzmarktwert je nach Technologie.

## Auswirkungen einer Verringerung des Bezugszeitraums im § 51 EEG 2021

Die nun im Kabinettsentwurf EEG 2021 vorgesehene Verschärfung der bestehenden Regelung im § 51 durch eine Verringerung des Bezugszeitraums von bisher 6 aufeinanderfolgenden auf nur eine Stunde wird erhebliche Auswirkungen auf die betroffenen Mengen pönalisierter EE-Anlagen haben. Diese werden in Korrelation mit dem gewollten Ausbaupfad und dadurch zunehmende Zeitfenster negativer Strompreise erheblich verstärkt. Betrachtet man die Anzahl negativer Spotpreisstunden und daraus resultierend unter § 51 EEG 2017 pönalisierte Mengen im Jahr 2019 so betragen diese für Wind Onshore rund 4 Prozent, Wind Offshore rund 2,5 und PV rund 1,5 Prozent.



Abbildung 2: Vergleichsänderung der §51 EEG-Strommengen in einer 6 und 1 stündigen Betrachtung

Allein eine Verringerung des Bezugszeitraums im Jahr 2019 von bisher sechs auf eine Stunde hätte bereits zur Folge gehabt, dass die betroffenen Strommengen um 65 Prozent (Wind Onshore), 70 Prozent (Wind Offshore) und 122 Prozent (PV) angestiegen wären<sup>1</sup> (siehe Abbildung 2). Diese Annahmen berücksichtigen lediglich eine Verringerung des Bezugszeitraums und noch nicht den Zubau von EE-Kapazitäten und deren Auswirkungen auf die Anzahl von Zeitfenstern negativer Strompreise in den kommenden Jahren.

<sup>1</sup> Bezogen auf die Onlinehochrechnung der ÜNB (<https://bit.ly/3456Pc5>)

Um den Effekt eines weiteren Zubaus der Erneuerbaren Energien auf den Anstieg der Strommengenanteile im §51 EEG aufzuzeigen wurde nachfolgend auf Basis einer stündlichen Sensitivitätsanalyse die PV Einspeisung in jeder Stunde des Jahres 2019 um 20% erhöht. In Abbildung 3 ist zu erkennen, dass diese Erhöhung der PV Einspeisung bereits mit der heutigen 6-h-Regel im Strommarkt 2019 zu einer erheblichen Erhöhung der Strommengenanteile im §51 EEG 2017 geführt hätte. Mit einer stündlichen Ausprägung des §51 EEG unter dieser Sensitivität wäre dieser Effekt nochmals deutlich stärker und würde einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen kaum zulassen.

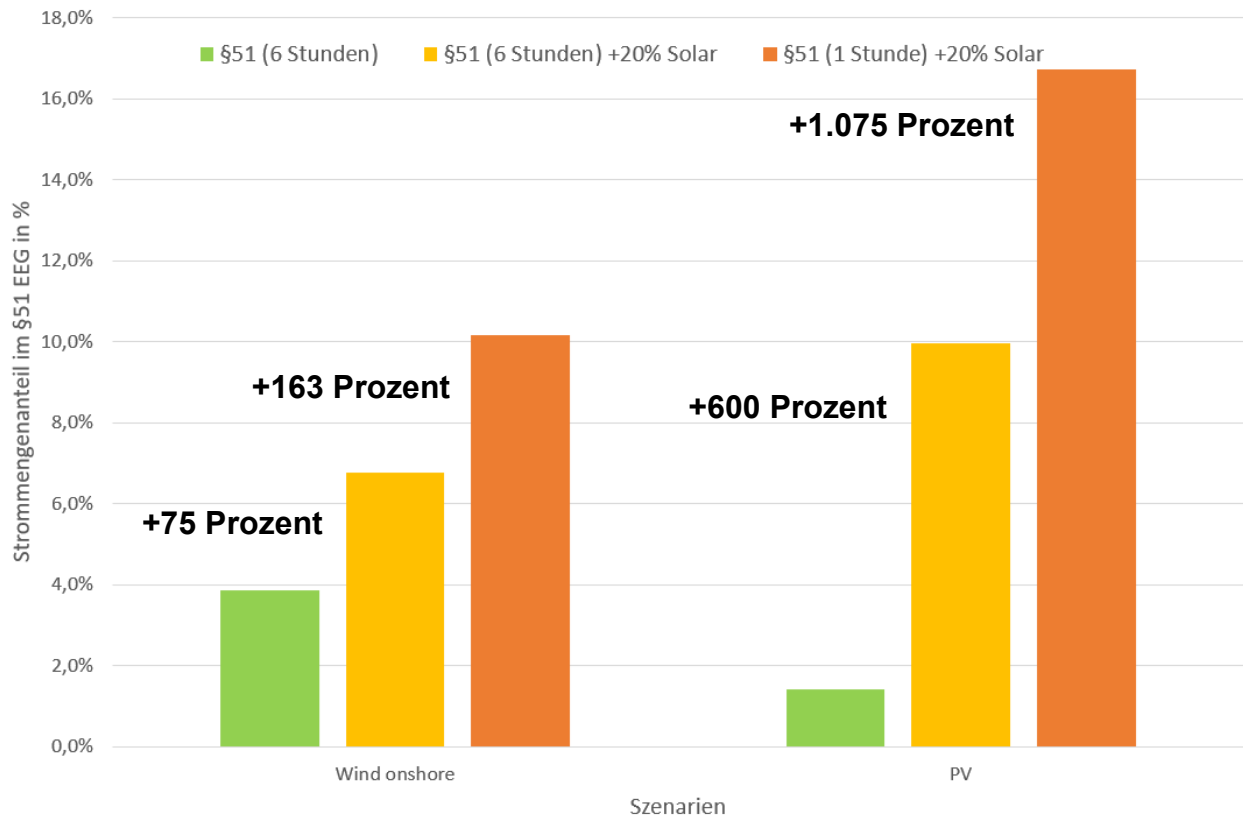


Abbildung 3: Entwicklung §51 Strommengen bei 20% höher PV Einspeisung

Der negative wirtschaftliche Effekt des Verlustes bei §51 EEG-Strommengen wird zusätzlich massiv verstärkt durch die monatliche Marktwertreduktion in Folge der Zunahme negativer Strompreise. Da die Einnahmen aus dem Marktwert für §51 EEG-Anlagen in diesen Zeitfenster die einzige Einnahmequelle sind, reduziert sich somit weiter die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagenbetreiber.

Der § 51 führt also schon in seiner aktuellen Form zu Erlösabschlägen und (unproduktiven) Finanzierungsrisiken für EEG-Anlagen. Die Regelung schafft ein Erlösrisiko, welches während der gesamten 20-jährigen Vergütungsdauer besteht und durch die Investoren bei der Vergütungshöhe eingepreist werden muss (z.B. in der Risikobewertung der finanzierenden Banken). Damit liegen die Förderkosten höher als ohne die § 51-Erlösabschläge. Weiterhin sind die Erlösverluste durch § 51 für die Zukunft unsicher, was sich in nicht unerheblichen Risikoaufschlägen für EE-Projekte niederschlägt. Dies führt ebenfalls zu höheren Finanzierungs- und damit Förderkosten, ohne zugleich die Effizienz des EE-Ausbaus zu verbessern.

## Die Rolle konventioneller Kraftwerke in § 51 Zeitfenstern

Der wirtschaftliche Betrieb von EE-Anlagen ist schon unter aktuellen Bedingungen maßgeblich durch die rasche Zunahme von Zeitfenstern mit negativen Strompreisen beeinträchtigt.

Das Entstehen von negativen Preisen am Strommarkt folgt dem marktwirtschaftlichen Grundsatz von Angebot und Nachfrage. Das Entstehen dieser Zeitfenster durch ein Überangebot am Strommarkt ist jedoch nicht allein auf die dargebotsabhängige Einspeisung Erneuerbarer Energien zurück zu führen. Die aktuell installierten Kapazitäten erzeugen nicht mehr Strom als es Nachfrage gibt.

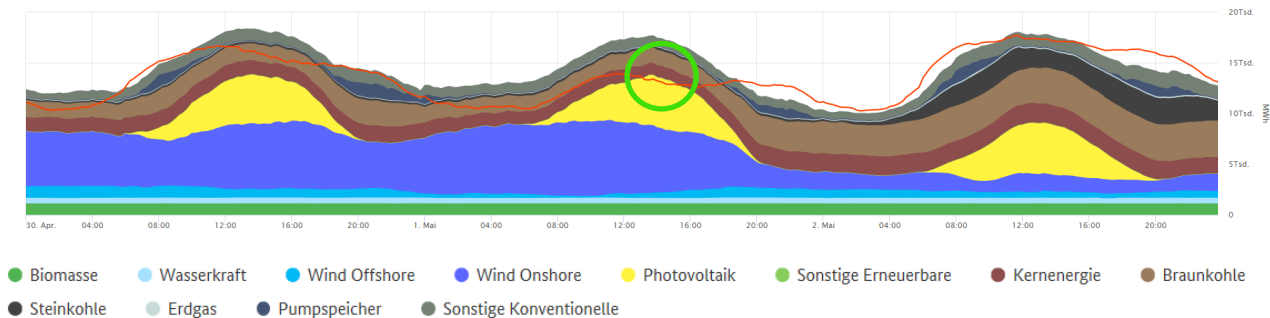


Abbildung 4: Einspeisung Deutschland Anfang Mai 2018 (SMARD)

Dies war in der Vergangenheit lediglich auf Grund von einmaligen Sondereffekten der Fall. So konnte am 01. Mai 2018 zum ersten Mal die Gesamtlast in Deutschland über den Tag in 2 Stunden (13:15 Uhr – 15:15 Uhr) vollständig durch die Erneuerbaren Energien gedeckt werden (siehe grüner Kreis in Abbildung 4). Zurückzuführen lässt sich dies auf den geringen Stromverbrauch aufgrund eines Feiertages und die wetterbedingte ungewöhnlich hohe Einspeisung von Wind und PV.

Dennoch durchfahren auch inflexible, konventionelle Kraftwerke über die Bereitstellung von Systemdienstleistungen hinaus (wie z. B. der Regelleistung) im Umfang von mehreren GW Zeitfenster mit negativen Strompreisen. Bereits im Bericht zur Mindestenergieleistung 2019<sup>2</sup> hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) explizit **fossile Energieträger als Hauptverantwortliche für negative Strompreise identifiziert**. Die "preisunelastische Erzeugungsleistung", also die Menge an konventionellen Großkraftwerken, die trotz negativer Strompreise weiter Strom erzeugen, betrug bei den untersuchten elf Negativpreiszeiträumen 18.400 bis 24.300 MW. Dieser über den aktuellen Verbrauch hinaus eingespeiste Strom ging zu "zwischen 71 und 86 Prozent auf die Energieträger Kernenergie, Braun- und Steinkohle sowie Erdgas zurück."

Trotz negativer Strompreise hat es im Jahr 2019 in Zeitfenster negativer Strompreise im Mittel eine Einspeisung von ca. 22,5 GW von konventionellen Kraftwerken gegeben, welche nur zum Teil der Mindestenergieleistung entspricht. Diese liegt laut BNetzA aufgrund der Notwendigkeit zur Erbringung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung und Redispatch, lediglich in einer Größenordnung von 4.145 bis 8.625 MW.

<sup>2</sup> Bundesnetzagentur: Bericht über die Mindestenergieleistung 2019 (<https://bit.ly/33ZHuj0>)

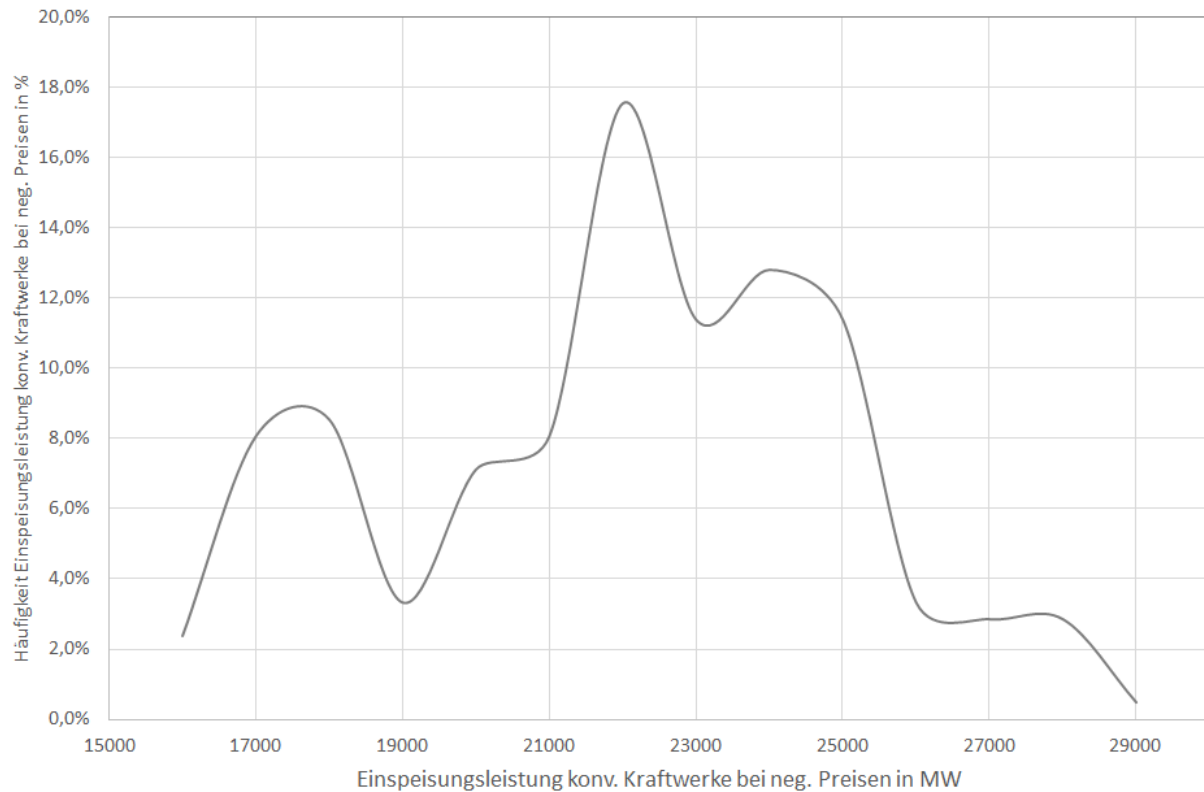


Abbildung 5: konv. Kraftwerkseinspeisung 2019 in Zeitfenster negativer Strompreise (Agora)

### **Das Entstehen negativer Strompreise ist daher nicht allein den Erneuerbaren Energien anzulasten, sondern vor allem den weitereinspeisenden fossilen Kraftwerken.**

Durch die Pönalisierung der Erneuerbaren Energien bei negativen Strompreisen, welche vorwiegend aufgrund der Inflexibilität konventioneller Kraftwerke entstehen, wird die gesetzliche Vorrangregelung der Erneuerbaren Energien aus dem Erneuerbaren Energien Gesetz ausgehebelt. Aktuell verringert der § 51 EEG 2017 den möglichen Zielbeitrag bestehender EE-Anlagen zur Erreichung der übergeordneten EE-Ausbauziele: Durch die regulatorisch erzwungene Abregelung von verfügbarer EE-Stromerzeugung wird weniger Grünstrom genutzt, als eigentlich im System möglich wäre. § 51 entwertet somit regulatorisch einen Teil des Zielbeitrags bestehender EE-Anlagen, der eigentlich politisch gewünscht und notwendig für die Zielerreichung ist. Die erzwungene Abregelung ist dabei nicht kosteneffizient, da der abgeregelter EE-Strom für die Zielerreichung (zu anderer Zeit und an anderer Stelle) wieder zusätzlich erzeugt werden muss. Zudem macht §51 die EE-Zielerreichung schwerer steuerbar, da Ausschreibungsmengen in direktem Verhältnis zu den für das EE-Ziel notwendigen Erzeugungsmengen stehen. Die inflexible Fahrweise mehrerer GW an konventionellen Kraftwerken hingegen verursacht seit mehr als 2 Jahrzehnten negative Strompreise und führt durch den damit verbundenen Anstieg der EEG-Umlage zu massiven volkswirtschaftlichen Kosten. Bereits heute belaufen sich die auf Grund konventioneller Einspeisung bei hoher EE-Einspeisung gesunkener Marktwerte (durch entstehende negative bzw. niedriger Strompreisenfenster) und damit künstlich erhöhten Differenzkosten auf über 500 Mio. Euro pro Jahr<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Interne Berechnung für das Jahr 2019



## BEE Lösungsvorschläge

Die vorangegangenen Ausführungen zeigen, dass durch eine Verschärfung des Bezugszeitraums das tatsächliche Angebot des erneuerbaren Stroms am Markt verringert und die Finanzierungsgrundlage bestehender und neuer Projekte der Erneuerbaren Energien erodiert wird. Dies steht jedoch dem Grundsatz der Energiewende, so viel CO<sub>2</sub>-freien Strom wie möglich im Gesamtsystem zu nutzen, diametral gegenüber. Dies ist hingegen insbesondere im Kontext der Sektorenkopplung zum Erreichen der im Bundesklimaschutz definierten Ziele anzustreben. In der heutigen Beurteilung eines § 51-Zeitraums wird lediglich bewertet, ob es einen negativen Strompreis gibt. Völlig außer Acht gelassen wird dabei jedoch ob die erneuerbaren Strommengen überhaupt für das Zustandekommen negativer Strompreise verantwortlich sind.

### 1) Keine Anwendung des § 51, wenn konventionelle Kraftwerke für negative Strompreise verantwortlich sind

Vor dem Hintergrund des energie- und klimapolitisch gebotenen Ausbaus der Erneuerbaren Energien und ihres Einspeisevorrangs sollten aus Sicht des BEE zur Bestimmung eines §51 EEG-Zeitraums auch die Inflexibilität konventioneller Kraftwerke mit einbezogen werden.

Negative Strompreise entstehen vor allem, wenn parallel zu einer hohen EE-Einspeisung die Einspeisung von konventionellen Kraftwerken auf hohem Niveau parallel weiterläuft, obwohl diese keine Must-Run-Kapazität darstellen. In diesem Vorschlag würde die Merit Order um die für den Must-Run notwendige Leistung übersteigende konventionelle Einspeiseleistung verschoben werden. Wenn in diesem Szenario (nach Verschiebung der Merit Order) der Strompreis positiv wäre, würde der §51 für diesen Zeitraum nicht angewandt werden.

**Hätte es in der jeweiligen Stunde ohne diese inflexiblen konventionellen Strommengen keinen negativen Strompreis gegeben zählt folgerichtig diese Stunde nicht als §51 EEG-Zeitraum**

Beispiel (siehe Abbildung 6):

20 GW konventionelle Einspeisung bei negativen Preisen, Must-Run-Kapazität liegt bei 15 GW

- die Merit Order wird um 5 GW (Diskrepanz zwischen 15GW Must-Run und 20 GW) konv. Einspeisung verschoben
- wenn durch die Verschiebung ein positiver Strompreis entstünde, wird der §51 nicht angewandt

Wirkung: Wenn die konv. Kraftwerke die Verursacher der negativen Preise sind werden weder die konv. Kraftwerke bestraft (keine Pönale) noch die EE (keine Anwendung §51 als keine Absenkung der Vergütung auf null). Ziel dieses Vorschlags: Reduzierung der Anwendungshäufigkeit des §51.

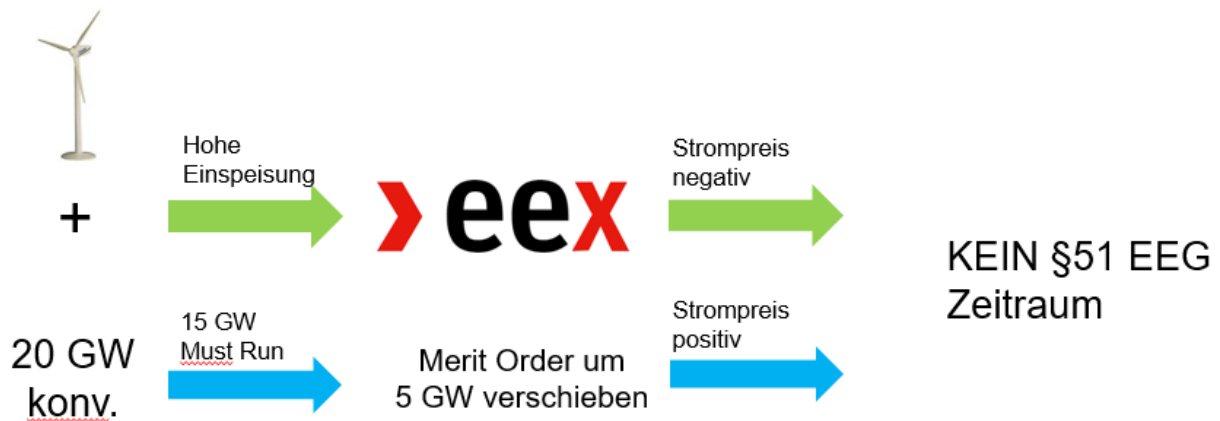


Abbildung 6: BEE Vorschlag für neue Bewertung des §51 EEG

## 2) Konventionelle, inflexible Einspeisung bei negativen Preisen pönalisieren

Konventionelle Kraftwerke verantworten aufgrund ihrer zum Teil inflexiblen Fahrweise einen starken Spotmarktpreisverfall und tragen somit zu einer deutlichen Erhöhung der EEG-Differenzkosten und damit auch einer Erhöhung der EEG-Umlage bei.

Allein im Jahr 2019 mit insgesamt 211 negativen Strompreisen hätte eine Reduktion von nur 6 GW in Strompreiszeitfenstern von unter 10 €/MWh dazu geführt, dass die EEG-Differenzkosten um über 600 Mio. € geringer ausgefallen wären. Tendenz dieses Effekts ist stark steigend aufgrund immer häufig auftretenden Zeitfenstern von Strompreisen < 10 €/MWh.

**Um diese volkswirtschaftlichen Kosten zu reduzieren ist es notwendig konventionellen Kraftwerken Anreize für eine flexible Fahrweise zu geben. Dies kann realisiert werden, wenn die inflexible, systemfeindliche Fahrweise einer Pönale unterliegt.**

Beispiel (siehe Abbildung 7):

20 GW konventionelle Einspeisung bei negativen Preisen, Must-Run-Kapazität liegt bei 15 GW

- Variante 1: Kraftwerke im Must-Run (im Beispiel 15 GW) weisen nach, dass sie laufen mussten
  - ➔ keine Pönale
- Variante 2: Kraftwerke außerhalb des Must-Run (im Beispiel 5 GW) können nicht nachweisen, dass sie während des Zeitraums mit negativen Preisen laufen mussten
  - ➔ Pönale

Wirkung: Bei negativen Preisen werden die konv. Kraftwerke außerhalb des Must-Run pönalisiert. EE-Marktprämie sinkt gleichzeitig durch Anwendung des §51 auf Null. Ziel dieses Vorschlags: Reduzierung der Anzahl der negativen Stunden.

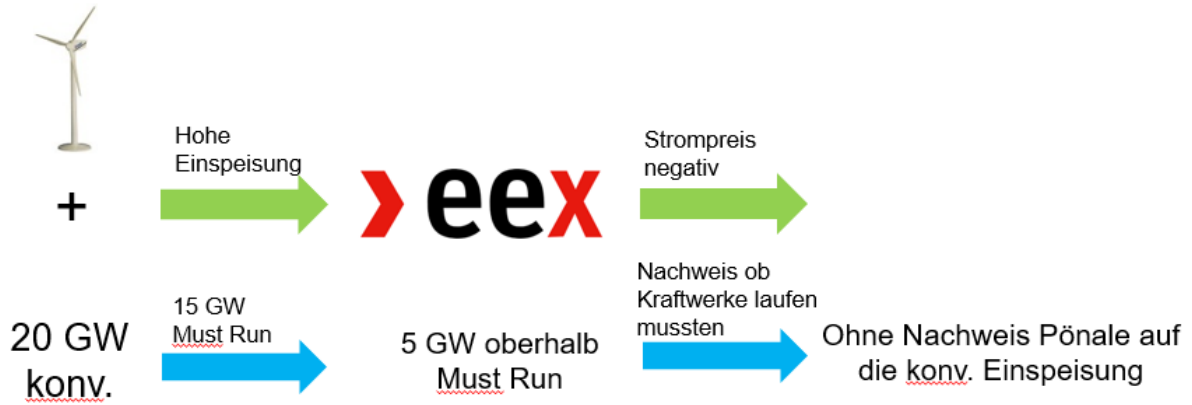


Abbildung 7: BEE Vorschlag für eine Pönalisierung konv. Einspeisung bei niedrigen Strompreisen

## Fazit der BEE Vorschläge

Die Wirkung einer solchen Einbeziehung von konventioneller Einspeisung im Bezug auf die Ermittlung eines §51 EEG-Zeitfensters (siehe Vorschlag 1) bzw. der Pönalisierung konventioneller Einspeisung in negativen Strompreisenfenstern (siehe Vorschlag 2) führt zu folgenden Vorteilen:

1. Es wird so viel EE-Strom genutzt, wie technisch möglich wäre (keine regulatorisch vorgegebene Abregelung mehr, schnellere Zielerreichung).
2. Es treten keine Erlösabschläge und zugehörige Finanzierungsrisiken auf (Stabilisierungseffekt für Anlagenbetreiber und Investoren sowie kosteneffizientere Zielerreichung).
3. Flexibilitätsrelevante Preissignale des Strommarktes werden nicht verzerrt, was Flexibilisierung an anderen Stellen gezielt anreizt.
4. Es bestehen weniger strategischen Anreize zur Produktion bzw. Abregelung im Feld der Direktvermarktung mehr. Unsicherheiten bei der Bewirtschaftung treten nicht mehr auf.
5. Durch die Einzahlung der Einnahmen aus der Pönalisierung der konventionellen Kraftwerke auf das EEG-Konto sinkt die EEG-Umlage was der Akzeptanz des Ausbaus der Erneuerbaren Energien weiter zuträglich ist.

## Flexibilitäten schaffen, um Marktwerte zu stabilisieren

Vor dem Hintergrund der aufgeführten Kosten, Risiken und Ineffizienzen des § 51 und insbesondere aufgrund des Primats der EE-Ausbauziele, welche sich direkt aus den Klimaschutzzielen der Bundesregierung und der EU ableiten, ist die Pönalisierung konventioneller Einspeisung in Zeitfenstern negativer Strompreise einer Verschärfung des § 51 aus Sicht des BEE vorzuziehen.

Als weiteren Ausweg aus den zunehmenden Zeitfenstern negativer Strompreise hat der BEE eine klare Empfehlung: Mehr Flexibilität - unter anderem durch eine Erhöhung des Anteils von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien am Regelenergiemarkt. Auch die Stärkung der Sektorenkopplung ist aus unserer Sicht die deutlich bessere und zukunftsweisendere Antwort auf niedrige und negative Strompreise. Durch den Einsatz von PtX-Technologien kann Strom dann flexibel verbraucht werden, wenn durch ein Stromüberangebot die Marktpreise in den negativen Bereich sinken würden. Dazu müssten die Umlagen- und Abgabenregelungen für Anlagen, die systemdienliche Flexibilitäten bereitstellen können, angepasst werden.

Die Corona-Pandemie wirkt aktuell wie ein Brennglas für die Zukunft: Durch die im Zuge der Wirtschaftskrise gesunkenen Stromverbräuche und damit korrelierende Zunahme des Anteils Erneuerbarer Energien im Strommix kommt es zu einem massiven Anstieg der in diesem Jahr unter den § 51 fallenden Strommengen (siehe Abbildung 8 und Abbildung 9). Dies zeigt auf, wie der Strommarkt ohne Änderungen bei entsprechend hohen EE Anteilen reagieren würde. Viele Projekte seit 2016 haben die Auswirkungen des §51 kaum bzw. nur gering als Abschläge eingepreist. Mit Zunahme der Strommengenanteile welche unter § 51 fallen werden diese Projekte unwirtschaftlich.

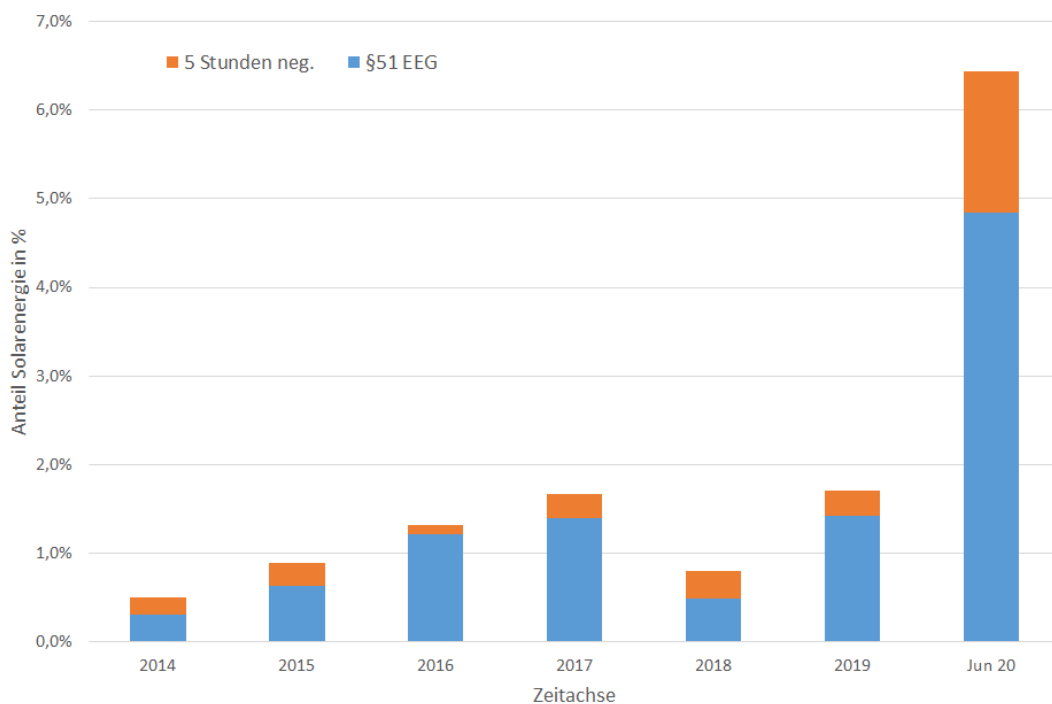


Abbildung 8: Entwicklung Strommengenanteil solarer Energiemengen im §51 EEG

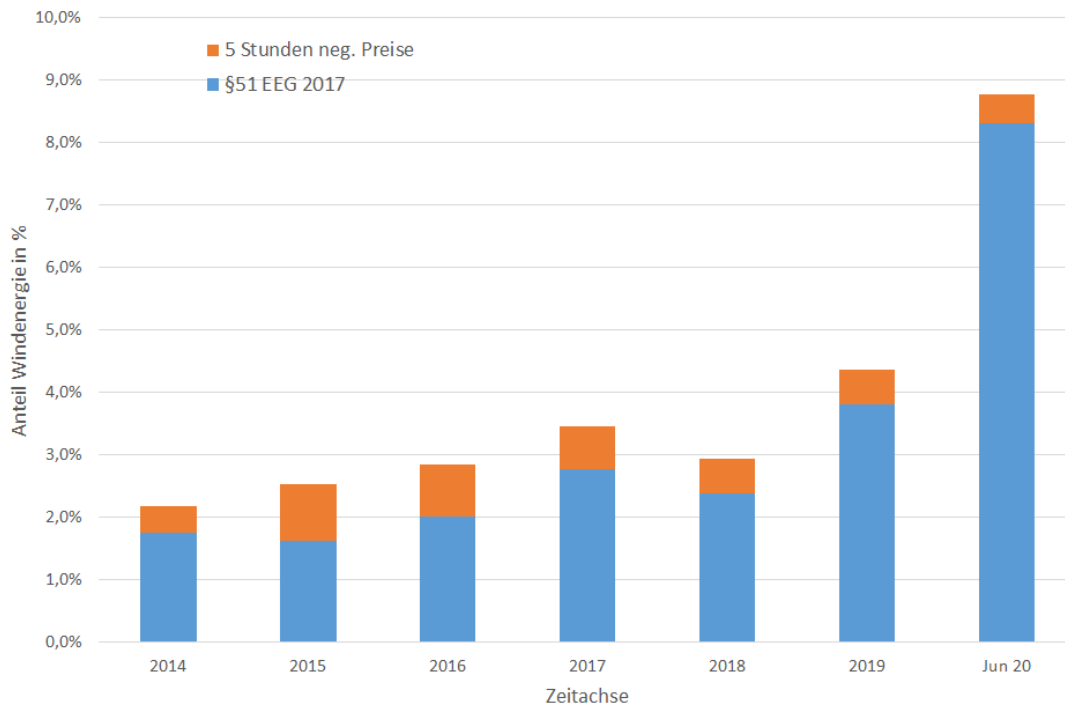


Abbildung 9: Entwicklung Strommengenanteil Wind Energiemengen im §51 EEG

Die Erhöhung der Flexibilität, sowohl im Stromverbrauch als auch in der Stromerzeugung, stellt eines der wichtigsten Themenfelder für eine weitestgehend dargebotsabhängige erneuerbare Energieerzeugung dar. Das zeigt sich ebenfalls an den zunehmend häufig am Strommarkt auftretenden negativen Preisen. Werden die Akteure in die Lage versetzt, aktiv auf diese markanten Dispatch-Signale einzugehen, dann beschränkt sich ihr Auftreten auf Situationen tatsächlicher Überkapazitäten. Kurzfristig können mit ca. 6 Gigawatt an zusätzlicher Flexibilität ein Großteil der heutigen negativen Strompreiszeitfenster reduziert werden und infolgedessen eine signifikante Reduktion der EEG-Umlage realisiert werden.

Ohne Veränderungen am Strommarktdesign oder der Rahmenbedingungen im aktuellen Marktdesign durch beispielsweise Flexibilitätserweiterungen wird das Preisniveau der Marktwerte Erneuerbarer Energien jedoch weiterhin sinken. Aktuell schaffen diese Entwicklungen niedrigen Preise für eine Refinanzierung des Zubaus und Betriebs keine Basis.

Als Dachverband der Erneuerbare-Energien-Branche in Deutschland bündelt der BEE die Interessen von 55 Verbänden und Unternehmen aus den Branchen der Wind-, Bio- und Solarenergie sowie der Geothermie und Wasserkraft. Wir vertreten auf diese Weise 30 000 Einzelmitgliedern, darunter mehr als 5 000 Unternehmen, 316 000 Arbeitsplätze und mehr als 3 Millionen Kraftwerksbetreiber.

Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr.

**Kontakt:**

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)  
Invalidenstraße 91  
10115 Berlin

Wolfram Axthelm  
Geschäftsführer  
[wolfram.axthelm@bee-ev.de](mailto:wolfram.axthelm@bee-ev.de)

Dr. Matthias Stark  
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme  
[matthias.stark@bee-ev.de](mailto:matthias.stark@bee-ev.de)

Lars Oppermann  
Referent für Politik und Europa  
[lars.oppermann@bee-ev.de](mailto:lars.oppermann@bee-ev.de)

